

Геологія та розвідка нафтових і газових родовищ

точках від відстані між цими точками) в горизонтальному та вертикальному напрямках проведено вибір параметрів кореляції. На рисунках 3 і 4 зображені фактичні точки та модель розподілу коефіцієнта піщаності в горизонтальному (рис. 3) та вертикальному (рис. 4) напрямках. Змінюючи параметри моделі розподілу та радіуса пошуку можна отримувати велику різноманітність просторових розподілів та більш детально аналізувати певні ділянки моделі.

Зміною верхньої та нижньої границі візуалізації параметру, за яким проводиться кореляція (на рисунку 5 границі для коефіцієнта піщаності задані від 0,5 до 1,0) можна простежити та проаналізувати зони розповсюдження як порід-колекторів, так і непроникних зон в просторі об'єкту.

Таким чином, за результатами проведеної просторової кореляції розподілу коефіцієнта піщаності, на прикладі горизонту В-19н Добропільського блоку Юліївського НГКР створено уточнену модель горизонту (рисунки 6, 7), яка підтвердила наявність в його розрізі пластів-колекторів, які мають локальне розповсюдження з літологічним заміщенням. Як наслідок, у сформованих пастках складної будови утворились літологічно і тектонічно екрановані

поклади: газоконденсатний поклад пластово-склепінного типу в районі свердловини № 60 та основний газоконденсатний поклад з нафтовою облямівкою пластового типу який розробляється свердловинами №№ 80, 110, 111, 112.

На основі уточненої ГТМ проведено оперативну оцінку загальних запасів (категорії C_1+C_2) нафти з конденсатом та газу, приріст яких перевищує затверджені ДКЗ на 13,3 % по газу та 73,6 % по нафті з конденсатом. Крім того розроблено проектні рішення щодо інтенсифікації видобутку нафти з облямівки за рахунок впровадження системи горизонтальних свердловин з підтриманням пластового тиску. Вісім горизонтальних свердловин запропоновано закласти в найбільш сприятливі геологічні умови, що дозволить досягти проектних коефіцієнтів вилучення нафти 0,243 (проти 0,16 затверджених ДКЗ) та газовилучення 0,89 (проти 0,78 затверджених ДКЗ), а також зменшити період розробки на 10 років.

Література

1 Geostatistical Software Library and User's Guide by Clayton Deutsch and André Journel, 1992, 340 pp.

УДК 550.832

ВИКОРИСТАННЯ ЯДЕРНО-ФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ОЦІНКИ МІКРОТРИЩИНУВАТОСТІ КОЛЕКТОРІВ КАРБОНАТНОГО ТИПУ

І.О.Федак, В.А.Старостін

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nung.edu.ua

Структура порового пространства пород-колекторів сильно впливає на їх фільтраційно-ємкостні властивості. Достовірність визначення коефіцієнта насичення продуктивних пластів геофізичними методами в багатьох випадках залежить від розподілу радіусів пор в поровому пространстві колектора. Особливо це стосується карбонатних колекторів. В статті пропонується для розв'язання задачі визначення мікротріщинуватості колекторів застосовувати комплекс методів гамма-каротажа та нейтронного гамма-каротажа. Моделювання радіоактивних та нейтронних властивостей на основі комплексної обробки лабораторних і скважинних досліджень дає можливість встановити наявність мікротріщинуватості колекторів карбонатного типу.

The structure of porous space of reservoir rocks greatly influences filtration and capacity characteristics. Authenticity of determination of the reservoir rocks saturation exponent by means of using geophysical methods mostly depends on pores radius distribution in porous space of reservoir rocks. Especially it refers to carbonate reservoir rocks. For solving this problem the article suggests applying the complex of techniques of gamma-logging and neutron gamma-logging. Modeling radioactive and neutron properties on the basis of complex processing laboratory and field researches enables to define the presence of carbonate reservoir rocks micro-fractures.

Ефективність вилучення нафти і газу з порід-колекторів у процесі розробки нафтогазових родовищ залежить від дослідження розподілу пор за радіусом та оцінки початкового і поточного коефіцієнтів нафтогазонасичення. Складність дослідження структури порового простору створює перешкоди для встановлення

дійсних значень розмірів пор. Інформацію про розміри пор та їх розподіл за діаметром отримують за допомогою лабораторних досліджень зразків гірських порід (методом ртутної порометрії).

Дослідження радіусу порових каналів з використанням кернового матеріалу обмежено

рядом чинників: малий відбір керну, наявність крихких порід, мала експресність методу і т. ін. Об'єм порового простору є інтегральною характеристикою колектора, і тому вона не може вказувати на особливості укладання зерен скелету та їх геометрію. Але якщо відомий ступінь укладки зерен і геометрія пор, то пористість гірської породи визначити можна. Розподіл пор за діаметром обумовлює фільтраційні властивості пласта і коефіцієнт залишкового водонасичення. Співвідношення радіусу пор за розміром впливає на властивість колекторів віддавати флюїди. Пори великого радіусу визначають, в основному, фільтраційні властивості, а капілярні і субкапілярні пори, в більшості, впливають на вміст залишкової води у нафтогазонасиченому колекторі.

Для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей порід продуктивного комплексу широко використовуються геофізичні методи дослідження свердловин. В основу цих досліджень покладено зв'язок параметрів колекторів з характеристиками фізичних полів. Неоднорідність будови порового простору не завжди проявляється у параметрах фізичного поля, що обумовлено малою роздільною здатністю вимірювальних приладів порівняно з впливом самої неоднорідності. Підвищити однозначність розв'язку задачі можна за рахунок комплексування методів ГДС. В статті розглядається методичний підхід до використання радіоактивних методів для визначення частки мікропор в порід карбонатного складу.

Розподіл колекторських властивостей пластів-колекторів, зокрема параметрів K_n і K_{36} , для порід з різним компонентним складом, підтверджує гіпотезу про домінуючий вплив структури порового простору на фільтраційні властивості [1].

Задача розробки продуктивних пластів з неоднорідним насиченням та вивчення характеру руху різних фаз вздовж пласта, тісно пов'язані з дослідженням параметрів, які характеризують структуру порового простору породи. В літології і петрографії при дослідженні структури порового простору широко використовуються геометричні ознаки: розмір і форма зерен породи, їх окатаність, характер цементування і взаємного розташування елементів скелету. Окрім геометричних ознак вивчають взаємозв'язок різних чинників з пористістю. Зокрема таких, як розмір пор, форма пор, шляхи сполучення пор між собою, кількість малих і великих пор за діаметром. Це не весь комплекс параметрів, якими можна описати структуру порового простору. Неможливість формалізації цих параметрів пояснюється складністю визначення лабораторним шляхом характеристик порового простору.

Найбільш відомі спрощені моделі порового середовища відображаються сукупністю укладених кульок або капілярів, які характеризують модельний взаємозв'язок його параметрів. Під час моделювання порід карбонатного розрізу значно збільшується кількість можливих спрощених моделей. Тому, в основу аналізу покла-

демо порівняльну характеристику реальних значень $K_{пр}$, K_n , K_{36} , C_{21} , δ_n вимірюваних на карбонатних породах продуктивного комплексу і значень, які характеризують модель.

В роботі [1] на основі аналізу зв'язку густини гірської породи і карбонатності визначено, що зростання карбонатності за умов низької густини породи ($1700 \div 2200 \text{ кг/м}^3$) пов'язано зі збільшенням уламкового карбонатного матеріалу, який характеризується мікротріщиноватістю.

Складний взаємозв'язок згаданих параметрів також відображається в геофізичній інформації, отриманій за методами радіоактивного каротажу, зокрема, під час дослідження зв'язку гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів I_{ny} і природної радіоактивності I_γ .

У свердловинах, які перетинають вапнякові породи, відмічаються інтервали, де при низьких значеннях природної радіоактивності ($I_\gamma=3,2-3,7 \text{ н.у.о.}$) спостерігаються відносно занижені величини інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів ($I_{ny}=1,18-1,22 \text{ у.о.}$). Подібна ситуація можлива за умови підвищеного вмісту глинистої фракції в пластах-колекторах, що значно погіршує їх фільтраційно-ємнісні властивості. Але пласти-колектори цих свердловин характеризуються високими дебітами нафти, що спростовує припущення про наявність глин. Зменшення інтенсивності вторинного гамма-випромінювання в даному випадку може бути пов'язано зі зростанням водневмісту породи за рахунок наявності мікротріщин в уламках детриту.

Аналіз зв'язку коефіцієнту проникності з коефіцієнтом пористості та розподілу коефіцієнту залишкового водонасичення, проведений у роботі [1], підтверджує наявність в карбонатних породах Семенівського нафтового родовища багатокомпонентного за структурою порового простору середовища. Зокрема, ці дослідження вказують на різне співвідношення гранулярної і мікротріщиноватої структури порового простору у вапняках.

Розглянемо особливості зв'язку глинистості і залишкового водонасичення за результатами лабораторних досліджень. В продуктивному розрізі виділені інтервали дрібнозернистих пісковиків з карбонатним цементом, для яких при низьких значеннях C_{21} існує відносно високе залишкове водонасичення і висока проникність (табл.1). Завищене значення залишкового водонасичення пов'язане з мікротріщиноватістю карбонатного цементу. Для вапняків оолітового типу, за рахунок щільності окремих частинок, характерна класична характеристика зв'язку K_{36} і C_{21} . Для наведеного прикладу відкрита пористість пов'язана з міжгранулярним простором. Вапняки органогенно-детритові характеризуються низькими значеннями C_{21} за умови наявності у них високого залишкового водонасичення. Низькі значення проникності зумовлені великим значенням компонента порового простору з дрібнопоровою структурою.

Таблиця 1 – Петрофізична характеристика

№ св.	Інтервал, м	δ , г/см ³	$K_n^{відкр}$, %	$K_{лр}$, ×10 ⁻³ мкм ²	$K_{зв}$, %	$C_{зл}$, %	Порода
5	238-243 (низ)	1,93	27,99	144,7	38,2	8,85	Пісковик дрібнозерн. карб.цемент
5	265-271	2,13	18,3	49,7	16,7	13,65	Вапняк оолітовий
5	271-273	1,65	29,13	10,89	47,6	11,8	Вапняк орган.- детритовий

Проведений аналіз дав змогу встановити, що різновид структури порового простору відображається у взаємозв'язках параметрів, які характеризують колекторські властивості пластів.

Значну частку в геофізичних дослідженнях свердловин Семенівського нафтового родовища займають методи радіоактивного каротажу. За цими методами визначають коефіцієнти пористості і глинистості. Але, на нашу думку, ці методи мають набагато ширші можливості для дослідження колекторів. Розглянемо їх можливості для розділення порід за характеристиками порового простору.

Літолого-геофізична характеристика продуктивних пачок Семенівського нафтового родовища описана за результатами досліджень методами гамма-каротажу, нейтронного гамма-каротажу, електричного каротажу і акустичного каротажу. Необхідно звернути увагу, що важливими є дослідження як характеристик продуктивних відкладів, так і порід, які перекривають пачку.

За описом кернового матеріалу глини покрівлі характеризуються темно-сірим, голубувато-сірим кольорами, домішками уламків слюди, сильною і слабкою вапняковистістю і, в окремих інтервалах, пісковитістю (наприклад свердловина №5 інтервал 255-260). Глинистий матеріал, в основному, ущільнений, що позитивно характеризує якість покрівлі.

За геофізичною інформацією глиниста пачка відмічається неоднорідністю за природною радіоактивністю. Діапазон зміни цього параметру складає 8,2÷15,3 н.у.о.. Зокрема, у свердловині №6 величина природної радіоактивності коливається в межах середнього значення 12,6 н.у.о. з амплітудою 0,7÷0,9 н.у.о.; у свердловині №8 – амплітуда коливання значення I_γ 0,9÷1,2 н.у.о. на фоні середнього значення 9,2 н.у.о.. Пояснити таку мінливість значень інтенсивності природного гамма-поля можна особливостями походження джерел гамма-випромінювання, які входять до складу осадових порід.

Дослідження багатьох авторів [2,3,4] вказують на те, що основними радіоактивними елементами в гірських породах є калій, уран (радій) і торій.

Сполуки урану в період осадонакопичення, перебуваючи у водному розчині, адсорбуються тонкодисперсними частинками породи. Тому, концентрація U(Ra) в глинистих породах буде зумовлена мінеральним складом глинистої фракції, тобто її адсорбційним властивостям. В

окремих випадках U(Ra) може знаходитись в уламковому матеріалі скелету породи, що призводить до порушення зв'язку глинистості з радіоактивністю. Але в породах Семенівського родовища така ситуація малоімовірна.

Сполуки торію транспортуються в басейн осадонакопичення, перебуваючи в колоїдному розчині, і, відповідно, збагачують глинисті породи. Хоча існують сполуки торію розчинні у воді, які подібно до урану адсорбуються дрібнодисперсними частинками.

Калій перебуває в глинистих пластах як в мінеральній формі, так і у сорбованій. Отже, очевидно є залежність природної радіоактивності гірських порід від адсорбційних властивостей мінерального скелету.

Розглянуті особливості розподілу радіоактивних елементів дозволяють пояснити результати досліджень методом гамма-каротажу глинистих пачок. Вказана варіація значень I_γ свідчить про збільшення фракційного складу з низькими адсорбційними властивостями. За описом кернового матеріалу – це присутність пісковикових уламків і вапняків.

Наведемо приклад відкладів чоक्रаського горизонту Семенівського нафтового родовища. Ця пачка за інформацією ГК характеризується підвищеною природною радіоактивністю, що пояснюється заглинизованістю порід. За інформацією опису кернового матеріалу, зустрічаються вапняки органогенно-детритусові, глинисті нафтонасичені, які у свердловині №3 (інтервал 238–240 м) характеризуються інтенсивністю природного гамма-випромінювання I_γ до 7 н.у.о. та інтенсивністю гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів $\Delta I_{\text{пн}} = 1,38$ у.о.. Вапняки органогенні, ущільнені характеризуються в свердловині №5 (інтервал 260-265 м) наступними значеннями: $I_\gamma = 5$ н.у.о., $I_{\text{пн}} = 2,1$ у.о.. Вапняк органогенний піщанистий ущільнений нафтонасичений характеризується у свердловині №6 (інтервал 268-273 м) значеннями $I_\gamma = 5,9$ – $6,0$ н.у.о., $I_{\text{пн}} = 1,33$ у.о. Вапняк органогенний, рихлий з включеннями крупного сірого піску характеризується у свердловині №7 (інтервал 227-229 м) значеннями $I_\gamma = 7,3$ н.у.о., $I_{\text{пн}} = 1,36$ у.о.. Вапняк органогенний, високої густини у свердловині №8 в нижній частині інтервалу 261–266 м характеризується значеннями $I_\gamma = 2,9$ – $3,0$ н.у.о., $I_{\text{пн}} = 1,56$ у.о.

Широка гама складу карбонатних відкладів в межах Семенівського родовища вимагає дослідження їх нейтронних властивостей та інтенсивності природного гамма-випромінювання.

Нейтронні властивості і характеристика розподілу природної радіоактивності відображає реальну характеристику колекторських властивостей продуктивних покладів. Детальне дослідження зв'язку параметрів гамма-поля і нейтронних властивостей дозволить виділити зони з підвищеною тріщинуватістю скелету порід.

На рис. 1 зображена загальна характеристика порід за нейтронними властивостями та природним гамма-випромінюванням. З рисунка видно, що діапазон зміни значень I_{ny} набагато більший ніж межі зміни I_γ . Крім того, на кривих виділяються окремі ділянки: перша ділянка відповідає пологій частині кривої, що представляє значення I_γ , і відповідним їм значенням I_{ny} , які змінюються в широкому діапазоні; друга ділянка характеризується збільшенням інтенсивності росту значень I_γ , яким відповідають значення I_{ny} , що змінюються в невеликому діапазоні. Дослідження загального розподілу значень I_γ і I_{ny} вказує на відсутність зв'язку між цими величинами ($R^2=0,201$), що свідчить про значну неоднорідність як колекторських властивостей, так і глинистості порід. Це підтверджує вказану вище літологічну неоднорідність порід, яка отримана за інформацією опису керна.

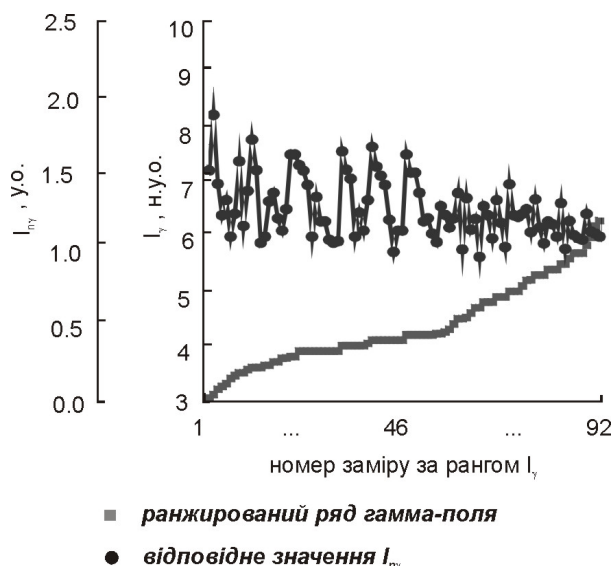


Рисунок 1 – Діаграма розподілу інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів і природної радіоактивності гірських порід

Проведемо літолого-геофізичний аналіз представленої залежності. Розглянемо характеристику діаметрально протилежних напрямків зв'язку.

Зростання I_γ при $I_{ny} = \text{const}$ можна пояснити двома причинами. Перша – обумовлена різною природною радіоактивністю при постійних колекторських властивостях. Подібна ситуація можлива тільки при різних радіогеохімічних умовах басейну осадо накопичення. Друга причина може існувати у випадку пропорційного заміщення об'єму глинистої фракції в скелеті, за умови сталого значення об'єму порового простору; об'єм глинистої фракції змінюється

за рахунок об'єму скелету. Подібна ситуація в реальних умовах накопичення мало імовірна для порід карбонатного розрізу. Така ситуація можлива тільки на пізній стадії катагенезу коли відбувається заміщення карбонатного цементу на глинистий в умовах великих глибин.

I_{ny} при $I_\gamma = \text{const}$ може змінюватись наступним чином. Однакові значення I_γ пов'язані з стабільністю глинистого матеріалу за об'ємом, складом і умовами осадо накопичення. Збільшення або зменшення I_{ny} пов'язано тільки з об'ємом порового простору. Дослідження граничних моделей колектора Козені [5] вказують на те, що подібна ситуація можлива тільки за рахунок зміни діаметру частинок скелету породи. У карбонатних породах ця ситуація може існувати тільки для вапняків оолітових і вапняків детритових, які можуть характеризуватися зміною діаметру утворення ооліту або уламків детриту. Враховуючи інформацію літологічного опису керну і нейтронно-фізичні дослідження, які вказують на те, що колекторські властивості цих порід змінюються в невеликому діапазоні, важко уявити описану вище ситуацію.

Зміна параметрів I_γ і I_{ny} за умови співвідношення $f(I_{ny}) = 0,25I_\gamma$ вказує на те, що збільшення глинистого матеріалу призведе до зменшення водневмісту породи. Така ситуація для колекторів однорідного класу неможлива. Це підтверджує різницю у літологічному складі порід-колекторів.

Зміна значень I_γ і I_{ny} за умови співвідношення $f(I_{ny}) = -0,25I_\gamma$ вказує на збільшення водневмісту із зростанням глинистості. Для порід вапняково-глинистого складу ситуація є реальною. Зменшення водневмісту зумовлено не тільки зростанням кількості глинистої фракції, але і розущільненням вапнякового складу.

Результати проведеного аналізу моделі карбонатних відкладів за інформацією природної радіоактивності і нейтронних властивостей дозволяють характеризувати сукупність окремих зонами. Виділяються дві зони (рис.2), з яких

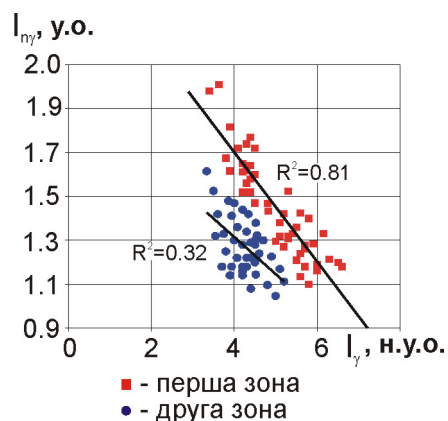


Рисунок 2 – Характер зв'язку інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів і природної радіоактивності гірських порід карбонатного складу

Таблиця 2 – Характеристика радіоактивних властивостей порід різного літологічного типу Семенівського нафтового родовища

№ сверд.	Інтервал, м	I_{γ} , н.у.о	$I_{\gamma\gamma}$, н.у.о	Літологічний опис керну
7	229-231	4,5	13,6	Вапняки жовтувато-сірі, рихлі, органогенні включення піску крупнозернистого
7	231-233	4,5	1,33	Вапняк сірий, органогенний, рихлий, включення крупнозернистого піску
8	230-235	5,6	1,18	Пісковик зеленувато-сірий, дрібнозернистий, карбонатний.
8	230-235 (0,2м низ)	4,4	1,29	Вапняк зеленуватий, органогенний, кавернозний.
8	235-240	3,6	1,42	Вапняк сірий, кавернозний, частково окремнілий
8	266-271	3,7	1,26	Вапняк світлосірий, органогенний, кавернозний, тріщинуватий
8	266-271 (верх)	3,6	1,52	Вапняк сірий, органогенний, кавернозний, тріщинуватий
6	235-237	4	1,26	Вапняк оолітовий, сірий, місцями міцний окремнілий, кавернозний
6	243-245	3,9	1,23	Вапняк сірий, міцний місцями окремнілий, з прошарками сидериту
6	268-273	3,9	1,47	Вапняк жовто-сірий, органогенний, піщанистий, щільний
6	268-273(низ)	3,9	1,18	Вапняк світло-сірий, міцний включення макрофауни
5	255-260(низ)	5,6	1,21	Вапняк жовто-сірий, органогенний, окремнілий, рихлий
5	260-265	5,3	1,45	Вапняк світлий, органогенний, щільний, міцний
5	265-271	5,2	1,19	Вапняк сірий, органогенно-детритусовий, рихлий з включення макрофауни
5	265-271	4,6	1,82	Вапняк сірий, з включення макро-фауни
5	265-271	5	1,32	Вапняк оолітовий, сірий, міцний, щільний, кавернозний
5	271-275(сер)	6,2	1,16	Пісковик дрібнозернистий, карбонатний з включенням макрофауни
5	271-273	5,4	1,36	Вапняк сірий, органогенний, щільний, міцний
5	281-286(сер)	5,4	1,33	Пісковик глинистий, зеленувато-сірий, середньозернистий, глауконітовий, вапняковистий
3	240-245	6,2	1,37	Мергель зеленувато-сірий, щільний, міцний
3	240-245	5,2	1,3	Вапняк світло-сірий, міцний органогенний
3	240-245	4,9	1,41	Вапняк сірий, органогенний, щільний, міцний
3	240-245	4,9	1,58	Мергель зеленувато-сірий, щільний, міцний
3	245-247	4,8	1,59	Вапняк світло-сірий, міцний органогенний, щільний

перша характеризується досить високою щільністю зв'язку радіоактивних властивостей порід ($R^2 = 0,80$), а друга зона з дуже слабким зв'язком ($R^2 = 0,32$). Перша зона характеризується великим діапазоном зміни інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів $I_{\gamma\gamma}$ (від 1,9 до 1,1 у.о) і природної радіоактивності I_{γ} (від 3,5 н.у.о до 6,7 н.у.о.). Необхідно відмітити, що під час підрахунку запасів нижня границя продуктивності приймалась за значеннями $I_{\gamma} = 6,7$ н.у.о.

Використовуючи дані літологічного опису кернового матеріалу, які наведені в таблиці 2, встановлено, що до першої зони відносяться в

основному породи: пісковики глинисто-вапнякового складу; пісковики дрібнозернисті карбонатні; вапняки органогенні, міцні, щільні. Вапняки оолітові, щільні і кавернозні першої і другої зон, знаходяться в перехідній області, що пояснюється різним діаметром оолітової фракції породи. Зменшення діаметру ооліту приводить до ущільнення породи і ці зразки попадають у першу зону.

До другої зони відносяться породи: вапняки органогенні з включенням грубозернистого піску; вапняки органогенні, рихлі, вапняки органогенні, детритові, кавернозні, вапняки кавернозні окремнілі.

Порівняльний аналіз літотипу породи з радіоактивними властивостями вказує на те, що поділ на зони обумовлено не літологічними особливостями порід, а особливостями структури порового простору. Прикладом є породи оолітового складу.

Для порід першої зони характерні понижені значення смісно-фільтраційних характеристик порівняно з породами другої зони. Так, пористість другої зони змінюється в межах від 12% до 36%, а проникність в межах від $3,5 \times 10^{-3}$ мкм² до 820×10^{-3} мкм².

Розглянемо можливості опису порового простору колекторів за даними нейтронного і електричного каротажів. Нейтронна характеристика гірських порід відображає їх колекторські властивості за рахунок сповільнення швидких нейтронів на атомах водню, який займає поровий простір породи. Електричні властивості відображають вміст пластової води і нафтогазового флюїду в поровому просторі за законом

$$\rho_{nn} = \Pi_{\Pi} R_{\Pi} P_{\Pi} \rho_{\Pi}, \quad (1)$$

де: Π_{Π} – параметр поверхневої електропровідності; R_{Π} – коефіцієнт збільшення електричного опору; P_{Π} – коефіцієнт відносного електричного опору; ρ_{Π} – електричний питомий опір пластової води.

Нафтогазонасичені колектори Семенівського нафтового родовища характеризуються як низькоомні. Питомий електричний опір пластів визначався за інформацією методів бокового та індукційного каротажів. Він змінюється в межах від 9 Ом×м до 230 Ом×м, але основний об'єм зразків (до 85 %) характеризується низьким опором до 40 Ом×м. Детальне дослідження природи низькоомних колекторів і побудова залежності $R_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ для літологічних різновидів покладів Семенівського родовища ускладнені певними проблемами. Це пов'язано з дуже малим об'ємом керну, на якому проводилось визначення питомого електричного опору водонасичених колекторів. Об'єктивно, цей факт пояснюється низькою механічною міцністю зразків при їх виготовленні. Обмеженість досліджень електричних властивостей колекторів на зразках керну спонукає до проведення аналізу двох геофізичних параметрів – ρ_{Π} та I_{Π} , які по різному описують колекторські властивості продуктивних покладів.

Нейтронні властивості порід-колекторів характеризують процес сповільнення і захоплення теплових нейтронів, яке протікає на атомах водню та інших елементах з високим січенням поглинання теплових нейтронів, зокрема, на атомах хлору. Відомо [6], що при мінералізації пластової води, меншій ніж 35 г/л, хлорвміст впливає на поглинання теплових нейтронів не суттєво. Пластова вода Семенівського родовища має мінералізацію 17,2 г/л, а питомий електричний опір 0,38 Ом×м. Таким чином I_{Π} є функцією об'єму порового простору. Для порід вапняків органогенних, рихлих, кавернозних, поровий простір складається з пор між зернами скелету, пор глинистого матеріалу і пор мікротріщин.

На рис.3 зображена характеристика взаємозв'язку нейтронних властивостей колекторів з їх електричним опором. Точки з вказаними координатами розподіляються хаотично. Більша щільність точок в нижній частині графіку вказує тільки на кількість зразків з даною характеристикою і зробити висновки із взаємозв'язку буде складно. Тобто, опір дійсно залежить від двох параметрів: пористості і залишкового водонасичення.

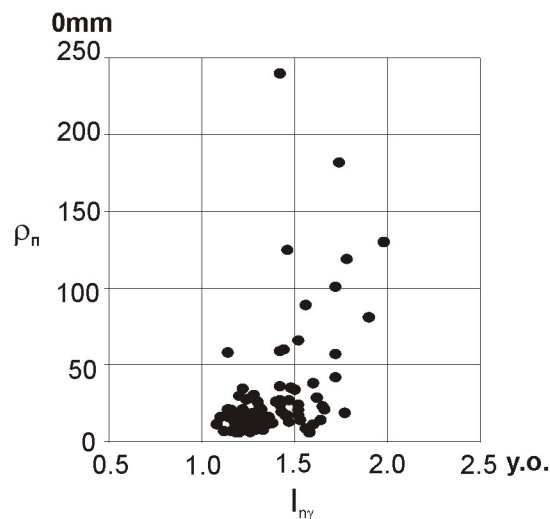


Рисунок 3 – Співставлення інтенсивності гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів атомами гірських порід з їх питомим електричним опором

Розглянемо як розташовуються попередньо нами виділені зони за інформацією I_{γ} і I_{Π} на даній залежності. Окремо побудований зв'язок I_{Π} і ρ_{Π} для першої і другої зони був об'єднаний і зображений на рис. 4. Видно, що розмежування не існує, а опір продуктивного пласта дуже складно пов'язаний із структурою порового простору і характером насичення.

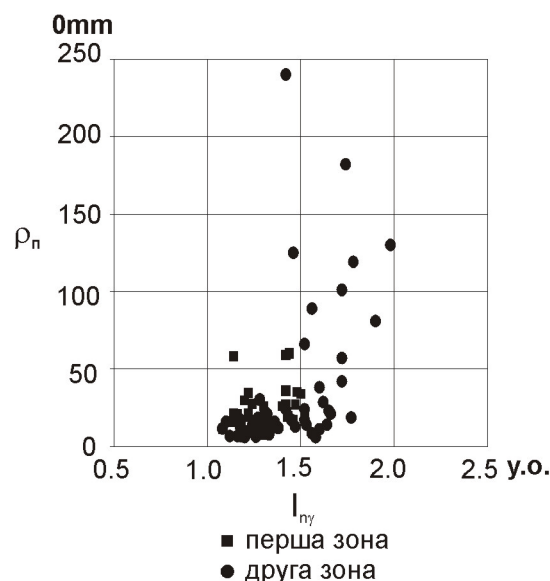


Рисунок 4 – Характеристика, яка об'єднує першу і другу зони зв'язку I_{γ} , I_{Π} в полі нейтронних і електричних властивостей порід

Покажемо, що опір пов'язаний не тільки з об'ємом порового простору і характером насичення, але і вмістом тонкодисперсних частинок. Для цього проведемо нормалізацію нейтронних параметрів за вмістом дисперсних радіоактивно-спроможних частинок і визначимо комплексний параметр

$$D_p = f(I_{n\gamma}(\xi \times I_\gamma)), \quad (2)$$

де: D_p – комплексний параметр нейтронно-радіоактивної характеристики; ξ – масштабний коефіцієнт.

На рис. 5 зображено зв'язок електричного опору колектора з комплексним параметром радіоактивної характеристики. З поля точок видно, що нижня частина суттєво розширилась, а верхня приймає спрямований характер.

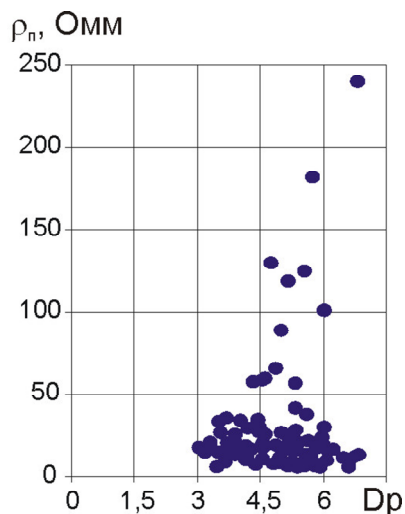


Рисунок 5 – Співставлення електричного опору з комплексною радіоактивною характеристикою

Нижня частина (подовжений вид області) вказує на відсутність залежності ρ_n і D_p , але розширення області вказує на вплив додаткового чинника, тобто дисперсної частинки породи, що підтверджує фактор впливу глинистості на загальний опір породи. Спрямування емпіричної залежності верхньої частини також вказує на вплив дисперсних частинок на електричний опір і низьку насиченість порід. Імовірно це пов'язано з малою пористістю.

Повертаючись до характеристики першої і другої зони розглянемо їх властивості в плані використання комплексного радіоактивного параметру. Залежність $\rho_n = f(D_p)$ зображена з врахуванням розподілу за зонами на рис. 6. Видно, що перша і друга зони чітко розмежувалися, і підтверджується висновок, що виділені зони мають різні характеристики порового простору.

Проведений аналіз дає можливість виділяти карбонатні породи з мікротріщинуватістю за геофізичною інформацією. Неформальний підхід до аналізу має більшу цінність в порівнянні з стандартним статистичним аналізом, хоча елементи статистичного аналізу звичайно необхідно використовувати.

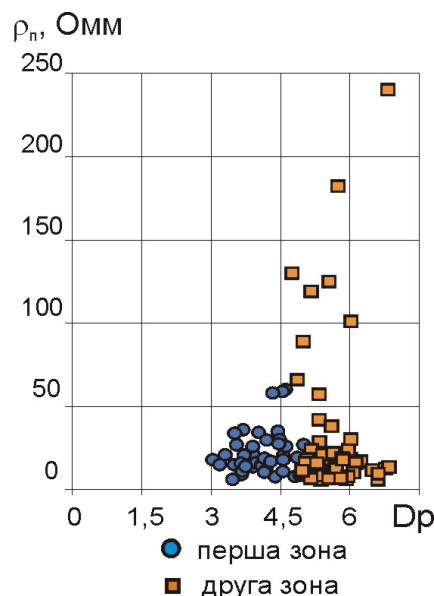


Рисунок 6 – Характеристика, яка об'єднує першу і другу зони зв'язку I_γ , $I_{n\gamma}$ в полі комплексної радіоактивної характеристики і електричних властивостей порід

Одержані результати вказують на можливість розділяти продуктивні колектори за структурою порового простору. Даний підхід до вирішення проблеми врахування структури порового простору під час проведення інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин є важливим для дослідження геологічних розрізів з карбонатним або змішаним типом порід, у зв'язку з обмеженою кількістю керна матеріалу. А саме, необхідно зауважити, що з таких свердловин є можливість відібрати суцільний kern тільки з інтервалів, які складають міцні, тобто малопористі породи. В результаті дані лабораторних досліджень керна відображають тільки характеристики малопористих порід, що не дає змоги об'єктивно, в повному об'ємі оцінювати розріз. Використання комплексу геофізичних досліджень, як показано у статті, дає змогу значно підвищити ефективність робіт з літологічного розчленування карбонатних (змішаних) розрізів свердловин, виділення колекторів і оцінки їх фільтраційно-ємнісних характеристик.

Література

- 1 В.А.Старостін, І.О.Федак, А.В.Старостін. Можливості ідентифікації колекторів Семенівського родовища за параметрами порового простору // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4(13).
- 2 Ларионов В.В., Шварцман М.Д. Естественная радиоактивность карбонатных отложений верхнего мела Восточного Предкавказья // Геофизические методы исследования скважин, – 1966. – Вып. 56. – С.67 – 82.
- 3 Алексеев Ф.А., Готтих Р.П. Использование спектрометрии гамма-излучения при изучении нефтегазоносных бассейнов // Советская геология. – 1978. – №3. – С. 68–81.

4 Коган Р.М., Назаров И.М. и др. Основы гамма-спектрометрии природных сред. – М.: Атомиздат, 1969. – С. 468.

5 Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.

6 Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е. Оценка содержания пелитовой фракции по данным гамма-спектрометрии в комплексе ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1994. – №1. – С. 12-15.

УДК 551.248 (477.5)

ПАЛЕОТЕКТОНІКА (ГЕОДИНАМІКА) МИКОЛАЇВСЬКО-АРТЮХІВСЬКОЇ ГРУПИ СТРУКТУР

¹В.А.Іванишин, ²О.О.Орлов, ²В.Г.Омельченко

¹Чернігівське відділення УкрДГРІ, 14000, м. Чернігів, вул. Щорса, 8, тел. (04622) 43396, факс (04622) 43286, e-mail: ukrnigri@mail.sn.ua, chgeol@gls.sn.ua

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056, e-mail: geophys@nimg.edu.ua

Палеотектонические (геодинамические) исследования Николаевско-Артиуховской группы структур свидетельствуют о их северо-западном, северо-восточном, поперечном (меридиональном) и широтном простирании, которое в разные периоды развития изменялось, как и их конфигурация. На развитие структур значительное влияние имели инверсионные процессы. Только некоторые участки развивались унаследовано. В развитии структур отмечаются периоды активизации тектонических процессов, которые чередуются с периодами ее снижения.

Palaeotectonic (geodynamic) studies of the Nicholaevskaia-Artiukhovskaia group of the structures testify of their north-western, north-eastern, transverse (meridional) and latitudinal strike which changed, in different periods of development, with their configuration. Inversion processes significantly influenced the development of the structures. Only a few locations developed inheritedly. During the development of the structures, periods of activation of tectonic processes, as was observed, took place, these periods alternate with those of decreased activation.

Актуальність проведених досліджень. Північна прибортова зона Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) є одною з найперспективніших її частин. З нею пов'язується приріст запасів вуглеводнів (ВВ) в майбутньому, що вимагає комплексного вивчення отриманих тут геолого геофізичних матеріалів. Важливою складовою такого комплексу є палеотектонічні дослідження, які дають цінну інформацію для вирішення питань, пов'язаних з формуванням нафтогазових покладів і напрямками пошуково-розвідувальних робіт.

Аналіз попередніх досліджень. Палеотектоніка (геодинаміка) Миколаївсько-Артиухівської групи структур як єдиного об'єкта не вивчалася, а тому проаналізувати в цьому плані результати попередніх досліджень неможливо.

Завдання проведених досліджень. Перед дослідженнями стояло завдання виявити особливості розвитку цієї структурної групи для подальшого уточнення, в комплексі з результатами інших досліджень, напрямків пошуково-розвідувальних робіт в цій зоні.

Миколаївсько-Артиухівська група структур, до якої віднесені Миколаївська, Артиухівська, Лакизинська, Лавірівська і частково Шумська ділянки, знаходиться в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), в районі перетину Липоводолинсько-Перекопівського і Глинсько-Розбишівського

валів, які утворюють трикутну (клиноподібну) структурну форму [1]. В палеозойських відкладах цих структур містяться нафтові і газоконденсатні поклади, на формування яких значний вплив мали палеотектонічні (геодинамічні) процеси. Детальне вивчення цих процесів є пріоритетним під час вирішення питань, пов'язаних з формуванням скупчень вуглеводнів.

Під час виконання палеотектонічних досліджень використана методика товщин В.В.Белоусова [2, 3, 4].

Найглибшими свердловинами на структурах цієї групи розкриті турнейські відклади, що зробило можливим простежити їх розвиток з цього часу. Верхньотурнейському під'ярусу відповідає XV мікрофауністичний горизонт (МФГ), нижньовізейському – XIV і XIII, верхньовізейському – XII, XI, нижньосерпуківському – X, IX, верхньосерпуківському – VIII-V.

Пізнотурнейський час. В процесі накопичення відкладів верхнього турне на досліджуваній території сформувалося велике за площею підняття, яке охоплює район Миколаївських свердловин 1,2,3,4, Талалаївських 5,11, Артиухівських 5,8,9,10, Лавірівської 1 і має амплітуду 28 м по ізопахіті 90 м при товщинах відкладів, що змінюються від 62 м в Миколаївській св. 3 до 95 м в Миколаївській 4 (рис. 1, а). Друга замкнута позитивна структурна форма невелика, охоплює район Артиухівських сверд-